# Plans d'Expansion des Capacités de Génération Hydroélectrique & de Transmission en Zone B du Pool d'Energie de l'Afrique de l'Ouest, WAPP

Un Projet
de la Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest, CEDEAO

Financé
par l'Agence des Etats Unis pour le Développement International, USAID

Mamadou Alpha Sylla
Electricité de Guinée, Conakry, Guinea
Fax: (224) 411857

Sidy Kané
Société D'Opération Ivoirienne, Abidjan, Cote D'Ivoire

F.T. Sparrow
Brian H. Bowen
Diakalia Sanogo
Purdue University, West Lafayette, IN, USA

August 23, 2002

## Résumé

Durant les deux semaines de cours intensifs à Purdue University, nous avons été initiés à l'interprétation analytique des résultats générés par le modèle d'optimisation et à manier avec convivialité la nouvelle interface windows. Pour mieux illustrer les possibilités d'analyse que procure le modèle d'optimisation, nous allons par une étude de cas et particulièrement pour la zone B, comparer et analyser les plans d'expansions de capacités de production hydroélectrique et de transport suivant deux scénarios utilisant la base de données # 5 :

*Scénario I :* Un cas de marché de libre échange total d'énergie (AF=0%, ENAF=0%)
*versus*
*Scénario II :* Un cas de marché d'échanges limités ou chaque pays conserve une autonomie de capacité AF = 90% et une autonomie en énergie ENAF = 50%.

Les capacités totales de l'expansion des lignes de transport et de production sont résumées dans le tableau 1 ci-dessous.

Tableau 1 : Total Transmission & Generation Capacity Expansions in Zones A and B, 2002 – 2012, Under Free Trade (Scenario 1) and Limited Reserve Trading (AF=90%, ENAF=50%)

| | | **Scenario 1 Free Trade MW Expansions** | **Scenario 2 Limited Trade MW Expansions** | Increment |
|---|---|---|---|---|
| **Zone A** | Transmission | 1739 | 1630 | 7% |
| | Thermal Generation | 7378 | 7408 | 3% |
| | Hydropower | 415 | 592 | |
| | | | | |
| **Zone B** | Transmission | 811 | 683 | 19% |
| | Thermal Generation | 84 | 113 | 26% |
| | Hydropower | 1191 | 895 | |

En réalité, la demande croissante d'énergie électrique des pays du WAPP nécessite une importante expansion des capacités de production, et selon les résultats obtenus du modèle, on remarquera que dans la zone B, la plus grande expansion se fera dans le cas d'un marché de libre avec une capacité de 1275 MW comparativement au cas d'un marché limité d'une capacité de 1008 MW soit plus de 26% d'accroissement. Dans les deux cas, les principales expansions se feront dans les sources de productions hydroélectriques, soit 93% dans le premier cas de libre échange et 89% dans le second

cas d'échanges limités. Ceci s'explique par l'énorme potentiel hydroélectrique de la dite zone et l'intérêt des pays à s'investir dans les sources d'énergie renouvelables favorables aux coûts d'exploitations minimes.

En considérant le *scénario 1* de libre échange, le coût total de l'expansion des lignes de transport pour l'ensemble de la sous région s'élève à $ 225 millions, représentant 2,41% du coût capital. Par contre, cet investissement contribuera à réaliser des économies substantielles aux pays de la CEDEAO de l'ordre de $ 0,7 milliards. La différence des coûts des expansions entre le cas d'un marché de libre échange et celui ou chaque pays conserve une autonomie en puissance 90% et en énergie de 50%, serait de $ 22,7 millions.

Les coûts fixes d'opérations et de maintenance à l'horizon 2012, dans le cas d'un marché de libre échange (scénario 1) s'élèvent à $ 250 millions et celui du scénario 2 à $ 254 millions, soit une différence de $ 4 millions.

Dans le cas d'un marché d'échanges limités, les coûts totaux se traduiront par une augmentation de 7,47% par rapport au cas d'un marché de libre échange, soit de $9,359 milliards à $10,059 milliards.

Dans la zone A, la réalisation la ligne Nigeria-Bénin se traduirait par une considérable augmentation de la capacité de charge du réseau Nigeria Bénin Togo Ghana de plus de 1500 MW.

Toujours dans le cas du *scénario 1* de libre échange, la plus grande expansion dans la zone B se fera à long terme, entre le Sénégal et la Guinée soit 285 MW, ainsi le Sénégal pourrait jouer un rôle prépondérant dans le transit avec la Gambie et la Guinée Bissau. La deuxième plus grande expansion se fera entre la Guinée et la Cote d'Ivoire, avec 203 MW. La capacité de charge totale s'élèverait à 811 MW comparés à 683 MW du scénario 2, soit un accroissement de 19%.

Il y aura également un important échange d'énergie entre la zone A et B, via la ligne Côte d'Ivoire - Guinée, soit une charge de 203 MW. La dorsale du réseau interconnecté pour la zone B sera constituée par les lignes Côte d'Ivoire - Guinée, Guinée - Sénégal, Sénégal-Gambie. Et dans les deux cas jusqu'à la période 4, la zone B importerait de la zone A et la situation s'inverserait à partir de la période 5, quand la Guinée exporterait vers la zone B via la Côte d'Ivoire.

## Contexte Général

Les 14 pays de l'Afrique de l'Ouest regroupés au sein de la Communauté des Etats de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO), conscients du fait que l'énergie constitue le moteur de tout développement et que les échanges entre Etats, particulièrement de celui de l'énergie électrique générerait des gains importants à leurs économies respectives et pareillement à toutes les activités socio-économiques de l'ensemble de la sous région. A cet égard, se sont réunis pour initier un projet d'Echange et d'Expansion de la Capacité de Production et de Transport de l'Energie Electrique en Afrique de l'Ouest dénommé « WAPP » dont la mise en place est coordonnée par le Secrétariat Exécutif de la CEDEAO.

Dans le dessein de baliser la voie de cette intégration sous régionale et de déterminer, à priori, le rôle que chaque Etat devrait jouer dans le futur espace électrique de libre échange, le Secrétariat Exécutif de la CEDEAO et ses Partenaires au Développement ont sollicité *Institute for Interdisciplinary Engineering Studies* de *l'Université de Purdue, West Lafayette, en Indiana* dans un premier temps, de leurs assister dans la coordination de la collecte des données du WAPP et de les analyser, et dans un deuxième temps d'élaborer un modèle d'optimisation ( minimisation des coûts ) pour l'expansion de sa capacité de production et de transport.

Durant les deux dernières années, les Experts de Purdue University avec l'aide des collègues des zones A et B du WAPP ont surtout travaillé sur la collecte des données de tous les pays, à la synthèse de la base des données et à sa mise à jour progressive. C est ainsi que la dernière version de la base des données ( data set # 5 ) a été éditée en septembre 2001, la prochaine mise à jour est prévue (data set # 6 ) pour janvier 2003.

Pour mieux faciliter le transfert du modèle dans la sous région et permettre son expansion dans tous les pays, nous avons été désignées pour représenter la zone B afin suivre la formation sur l'analyse des données et de l'utilisation de l'interface Windows du modèle a long terme dédié au WAPP et élaboré par l'équipe de professeur Sparrow. Cette formation nous permettra de faciliter la coordination des collectes des données avec les représentants des pays par zone, de les analyser et procéder à la mise a jour régulièrement.

La formation a été planifiée en deux phases sur deux semaines :

La première semaine a été consacrée au principe fondamental du modèle d'optimisation et à l'analyse des données par l'incrémentation des modèles les plus simples, cas d'une centrale thermique sur une période d'un an, au modèle dynamique plus complexe, cas d'un modèle prenant en compte différent types de centrales électriques, des facteurs d autonomies et des périodes de plus de 10 ans.

La seconde semaine a été consacrée au développement des capacités individuelles de chaque Représentant à manier et à consolider l'usage du modèle de planning à long terme avec l'interface windows.

Les 7 modèles décrits durant cette formation sont sommairement détaillés ci-après :

*Modèles 1 – 4, modèles statiques, Périodes Simples sans Expansion de Capacité de Production :*

**Modèle 1**
1 période d'une ( 1) année ( Yper=1, n=1)
Inclus : uniquement les centrales thermiques existantes
Exclus : échange, marge de réserve, expansion de nouvelles capacités
Variables : Upeak, PGOinit, UEcost
Interprétation avant et après changement des données : capacité thermique, demande/fourniture, coûts.

**Modèle 2**
1 période d'une ( 1) année ( Yper=1, n=1)
Inclus : uniquement les centrales thermiques et hydroélectriques existantes
Exclus : échange, marge de réserve, expansion de nouvelles capacités
Variables : Hoinit, HOLF, Wcost
Interprétation avant et après changement des données : capacité de production, demande/fourniture, coûts.

**Modèle 3**
1 période d'une ( 1) année ( Yper=1, n=1)
Inclus : uniquement les centrales thermiques et hydroélectriques existantes, les contraintes de fiabilité
Exclus : échange, expansion de nouvelles capacités
Variables : Resthm, reshyd, Umcost
Interprétation avant et après changement des données : demande/fourniture, coûts

**Modèle 4**
1 période d'une ( 1) année ( Yper=1, n=1)
Inclus : échange, les centrales thermiques et hydroélectriques existantes
Exclus : expansion de nouvelles capacités
Variables : PFOloss, PFOinit
Interprétation avant et après changement des données : échange, demande / fourniture, coûts.

*Modèles 5-7, modèles dynamiques, Périodes multiples avec Expansion de la Capacité de Production :*

**Modèle 5**
5 périodes avec 2 années par période ( Yper=5, n=2)
Inclus : modèle dynamique avec les expansions de capacité existantes des centrales thermiques, hydroélectriques et des lignes.
Exclus : échange, marge de réserve, expansion de nouvelles capacités

Variables : PFOmax, PGOmax
Interprétation avant et après changement des données : échange, demande/fourniture, coûts

**Modèle 6**
5 périodes avec 2 années par période ( Yper=5, n=2)
Inclus : construction de nouvelles capacités de production et transport
Exclus : facteur d'autonomie
Variables : addition ou soustraction de nouvelles centrales et des lignes
Interprétation avant et après changement des données : échange, demande/fourniture, coûts.

**Modèle 7**
5 périodes avec 2 années par période ( Yper=5, n=2)
Inclus : modèle dynamique avec contrôle des autonomies.
Variables : AF, ENAF, addition ou soustraction de nouvelles centrales et des lignes
Interprétation avant et après changement des données : échange, demande/fourniture, coûts.

Les cours ont été assurés en conjonction avec les documents ci-après :
- WAPP Data Set #5 ( ECOWAS, Septembre 2001)
- General Training Manual ( Purdue, Octobre 2000)
- HV Transmission Networks( World Bank, Octobre 2001)
- User Manual for the Long-Term Model, 7yh Edition (Purdue, November 2000)

## Zone B Plan d'Expansion des Capacités de Transmission
## Transmission Capacity Expansion Plans

Dans les tableaux 1 et 2 ci-dessous désignant respectivement le cas d'un marché de libre échange et celui d'un marché limité ou chaque pays conserve une certaine autonomie, on constate que les plus importants échanges se feront d'une part entre la Guinée et le Sénégal soit 285 MW dans le premier cas, et d'autre part entre la cote d'Ivoire et la Guinée soit 232 MW dans l'optique du second scénario. Dans la zone B, il n'y aura pas de projets d'expansions d'anciennes lignes de transmission, toutes les expansions concernent les nouveaux projets et les lignes de transmission.

Au cas ou les échanges seront limités, la capacité totale des lignes de transport pour la zone B serait de 683 MW par rapport à 811 MW dans le cas d'un échange non limité, soit un accroissement près de 19%. Les échanges entre le Mali et le Sénégal sont invariables dans les deux cas de figures, soit 100 MW. Le flux le plus important transitera par la dorsale Cote d'Ivoire – Guinée – Sénégal pour une capacité totale de 488 MW. Il y aura également à partir de la période 4 un échange moyen entre la Guinée et le Mali de 88 MW.

Dans les deux scenarii les échanges seront négligeables entre le Sénégal et la Guinée-Bissau, le Sénégal et la Gambie, la Guinée et la Sierra Leone.

**Tableau 1 Scénario 1, Free Trade & Zone B,**
**~ Transmission Capacity Expansions for 2002 to 2012**

| Line Name | Initial Design MW | Period 1 2003-2004 ( MW) | Period 2 2005-2006 (MW) | Period 3 2007-2008 (MW) | Period 4 2009-2010 (MW) | Period 5 2011-2012 (MW) | Total Expansion (MW) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Gui-Sen** | **150** | | | **81** | **140** | **64** | **285** |
| **Gui-Mal** | **150** | | | | **88** | | **88** |
| **Gui-Ico** | **150** | | | **102** | | **101** | **203** |
| **Gui-Sle** | **80** | | | **27** | | **13** | **40** |
| **Sen-Mal** | **150** | | **6** | **94** | | | **100** |
| **Sen-Gbi** | **145** | | | | **1** | **1** | **2** |
| **Sen-Gam** | **40** | | | **14** | **25** | | **39** |
| **Ico-Lib** | **100** | | | **42** | | **12** | **54** |
| | | | | | **TOTAL** | | **811** |

Tableau 2 Scenario 2, Limited Reserve Trading (AF=90%, ENAF=50%) & Zone B,
~ Transmission Capacity Expansions for 2002 to 2012

| Line Name | Initial Design MW & kV | Period 1 2003-2004 ( MW) | Period 2 2005-2006 (MW) | Period 3 2007-2008 (MW) | Period 4 2009-2010 (MW) | Period 5 2011-2012 (MW) | Total Expansion (MW) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Gui-Sen** | **150** | | | **41** | **109** | **30** | **180** |
| **Gui-Mal** | **150** | | | | **89** | | **89** |
| **Gui-Ico** | **150** | | | **108** | | **124** | **232** |
| **Gui-Sle** | **80** | | | **27** | | | **27** |
| **Sen-Mal** | **150** | | **6** | **94** | | | **100** |
| **Sen-Gbi** | **145** | | | | | **1** | **1** |
| **Sen-Gam** | **40** | | | | **12** | | **12** |
| **Ico-Lib** | **100** | | | **42** | | | **42** |
| | | | | | **TOTAL** | | **683** |

Pour l'ensemble de la sous région la plus grande expansion se réalisera dans la zone A entre le Nigeria et le Bénin pour 686 MW dans le cas du libre échange et 625 MW dans le second cas de marché d'échanges limités, représentant respectivement 30% et 31 % des expansions totales. Les lignes, Bénin - Togo, Togo – Ghana seront d'une importance capitale dans le transit d'électricité dans la sous région.

Dans la situation de libre échange, les coûts totaux des expansions des lignes de transport se chiffrent à $ 225,4 millions soit 12% du coût capital chiffrés à $ 1,95 milliards. Ces investissements engendreront des économies sur les coûts de production et de d'exploitation de l'ordre de $ 543 millions sur la période de 10 ans.

Figure 1 Zone B, Scenario 1, Free Trade, 2002-2012, Transmission Capacity Expansions (MW)

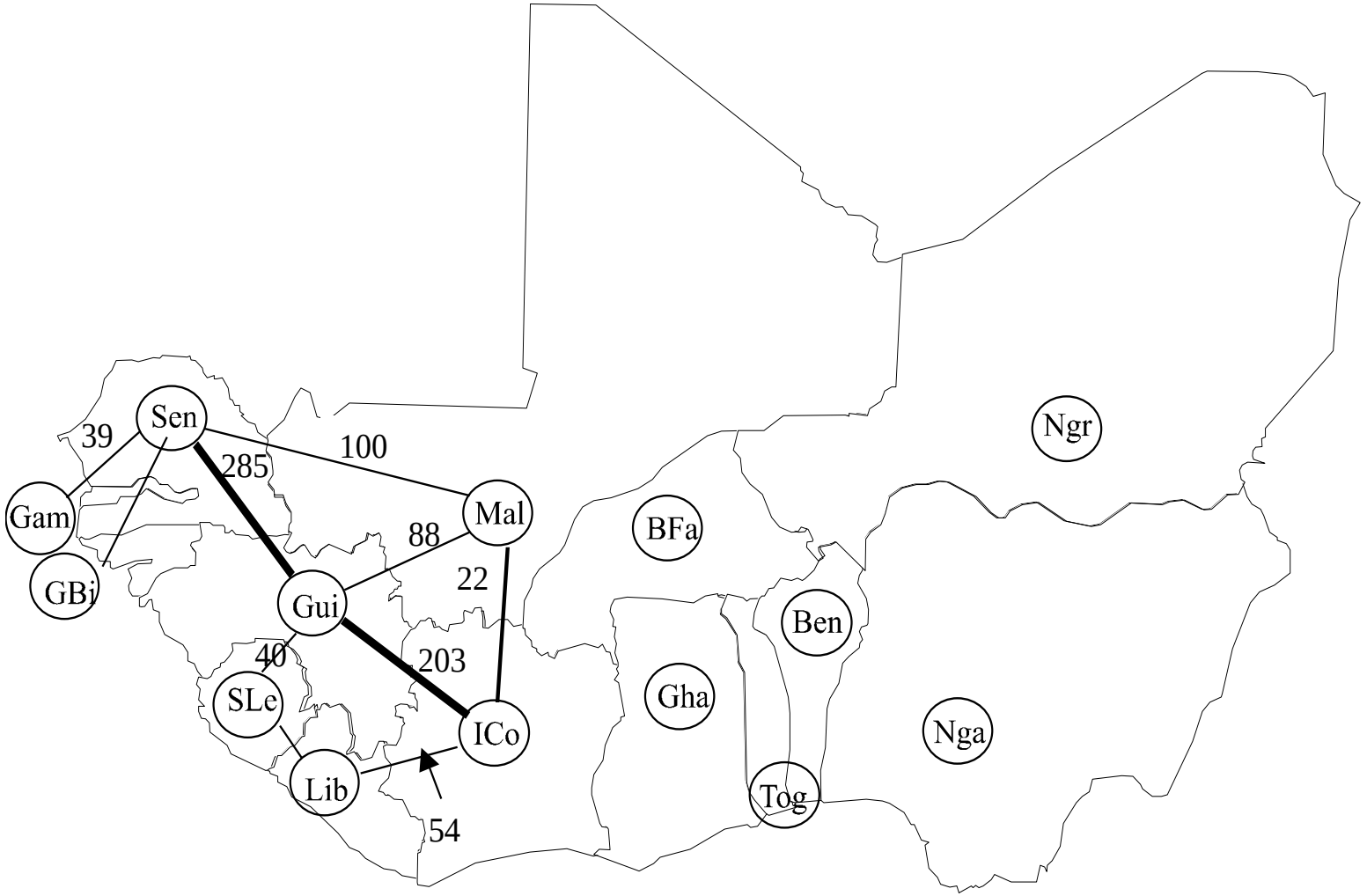
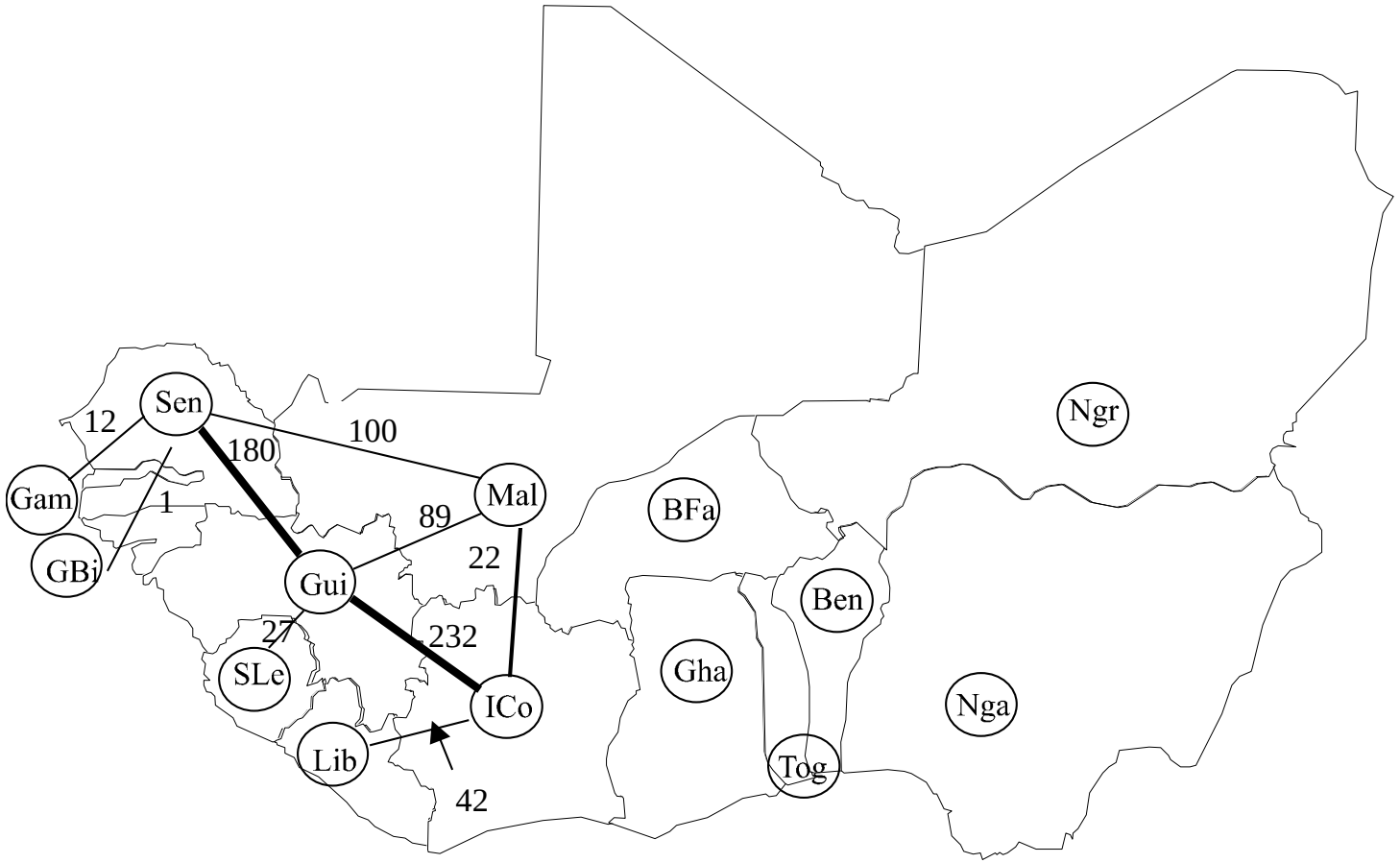


Figure 2 Zone B, Scenario 2, Limited Reserve Trading (AF=90%, ENAF=50%)
202-2012, Transmission Capacity Expansions (MW)



## Zone B Plan d'Expansion des Capacités de Production
## Generation Capacity Expansion Plans

Tableau 3 Scenario 1, Free Trade, & Zone B,
~ Generation Capacity Expansions for 2002 to 2012

| Country | Period 1 2003-2004 (MW) | Period 2 2005-2006 (MW) | Period 3 2007-2008 (MW) | Period 4 2009-2010 (MW) | Period 5 2011-2012 (MW) | Total Expansion (MW) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Gambia** | | | | | | |
| PG<br>H | | | | | | |
| **Guinea** | | | | | | |
| PG<br>H | 20 | | <br>73 | <br>213 | <br>709 | 20<br>995 |
| **Guinea Bissau** | | | | | | |
| PG<br>H | 15 | | | | | 15 |
| **Liberia** | | | | | | |
| PG<br>H | 0<br>32 | 0<br>3 | 49 | | <br>20 | 49<br>64 |
| **Mali** | | | | | | |
| PG<br>H | | | <br>95 | | | <br>95 |
| **Senegal** | | | | | | |
| PG<br>H | <br>18 | | <br>19 | | | <br>37 |
| **Sierra Leone** | | | | | | |
| PG<br>H | | | | | | |
| **Zone B Totals**<br>**PG**<br>**H**<br>**PG&H** | | | | | | **1275**<br><br>**84**<br>**1191** |

Dans le tableau ci-dessus, il est évident que dans la zone B, la plus grande expansion se fera dans les sources de production hydroélectrique pour 1191 MW particulièrement en Guinée (à partir de la période 3), au Mali, au Sénégal et au Libéria ( rénovation des centrales existantes) représentant 93,4 % de l'expansion totale de la zone. Sur le long terme, cette option de libre échange permettra de couvrir entièrement les besoins d'énergie électrique de la zone B. La participation de la production thermique sera faible car il n'est prévu aucun investissement dans les centrales thermiques de grandes capacités.

Table 4 Scenario 2, Zone B, Limited Reserve Trading (AF=90%, ENAF=50%)
~ Generation Capacity Expansions for 2002 to 2012

| Country | Period 1 2003-2004 (MW) | Period 2 2005-2006 (MW) | Period 3 2007-2008 (MW) | Period 4 2009-2010 (MW) | Period 5 2011-2012 (MW) | Total Expansion (MW) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Gambia** | | | | | | |
| PG<br>H | | | | | | |
| **Guinea** | | | | | | |
| PG<br>H | 20 | | <br>90 | <br>120 | <br>522 | 20<br>732 |
| **Guinea Bissau** | | | | | | |
| PG<br>H | 15 | | | | | 15 |
| **Liberia** | | | | | | |
| PG<br>H | <br>32 | <br>3 | 49 | | | 49<br>35 |
| **Mali** | | | | | | |
| PG<br>H | | | <br>95 | | | <br>95 |
| **Senegal** | | | | | | |
| PG<br>H | <br>18 | | <br>19 | 24 | 25<br>33 | 49<br>33 |
| **Sierra Leone** | | | | | | |
| PG<br>H | | | | | | |
| **Zone B Totals**<br>**PG**<br>**H**<br>**PG&H** | | | | | | **1008**<br><br>**113**<br>**895** |

Dans le cas d'un marché d'échanges limités illustré dans le tableau ci dessus, le modèle démontre que les besoins d'énergie électrique ne seront pas entièrement couverts, cela se traduirait par un surcoût de plus de $ 92 millions sur le coût de MW non servis. Nous remarquons une augmentation de la production thermique de plus 11% comparativement au premier cas de libre échange ou il ne représente que 6%, de même que les coûts de combustibles pour plus de $ 10 millions. Ce cas de figure ou chaque pays du WAPP conserve des autonomies en capacité et en énergie engendrerait un surcoût total de $ 700 millions.

De façon générale et dans les deux scénarios, selon le modèle les plus grandes expansions se réaliseront dans les centrales à cycles combinés au Nigeria, Bénin et Cote d'Ivoire et dans les sources de production hydroélectriques principalement en Guinée, au Ghana, au Sénégal, et au Mali.

## Recommandations

(1) Les modifications à apporter au modèle WAPP sont les suivants:

a) Prévoir 3 nœuds pour chaque pays de la CEDEAO permettant de faire ressortir les rôles des IPP, du système de production du réseau interconnecté et de la production pour les zones rurales. Le marché électrique national devient ainsi une partie intégrante de l'ensemble du système régional à optimiser par le modèle WAPP.

b) Permettre à un certain nombre de paramètres électriques régionaux d'avoir une plus grande flexibilité pour obtenir un modèle qui pourra représenter et refléter les besoins des sociétés d'électricité de l'Afrique de l'Ouest dans un environnement en changement. Ainsi des paramètres qui actuellement sont des constantes dans le modèle quelle que soit la situation pourront varier selon les pays, les sites, l'année et en saison sèche et en saison pluvieuse (Wcost : Coût de l'eau ou coût d'un MWh hydraulique, fdrougth : Facteur de sécheresse, Resthem : taux de marge de réserve thermique, ResH : taux de marge de réserve hydraulique, UMcost : Coût des déficits de puissance ou coût d'un MW en déficit, UEcost : Coût de l'énergie non distribuée ou coût d'un MWh non desservis).

c) Permettre de prendre en compte l'impact des différents contrats des « accès aux tiers » sur le WAPP (contrats take or pay des IPP, Transporteurs indépendants).

(2) Compléter la série de données ECOWAS Data Set #6 pour janvier 2003. Cela est vital si l'on veut pouvoir exploiter les résultats des modélisations. Les données du Nigeria sont d'une importance capitale pour la fiabilité des résultats en raison de son impact considérable sur le marché de l'électricité en Afrique de l'Ouest. Une collaboration suivie avec les collègues de NEPA devra être menée pour collecter les informations manquantes sur les groupes de production du Nigeria.

(3) Préparer des écrans de restitutions des résultats financiers dans l'interface du modèle WAPP. Cela permettra d'afficher les états financiers sommaires de chaque société d'électricité de service publique de l'ensemble de la zone du WAPP représentée par un nœud dans le modèle. Les informations suivantes pourront être restituées pour une société X :

| | | |
|---|---|---|
| Revenus des ventes domestiques | …….. | (1) |
| Revenus des ventes à l'export | …….. | (2) |
| Dépenses de production | …….. | (3) |
| Dépenses des achats à l'importation | …….. | (4) |
| Dépenses pour rémunération des IPP | …….. | (5) |
| **……..……..……..……..** | | |
| Profit (6) = (1+2)-(3+4+5) | …….. | (6) |

Les données supplémentaires à acquérir seront les tarifs domestiques de l'électricité pour chaque pays.
Les paramètres à faire varier sont le partage du bénéfice des échanges entre un exportateur et un importateur (50/50, 25/75, 75/25, etc.) et les droits de passage ou de transit. Cela permettra de donner des éléments aux décideurs pour déterminer ce qui est souhaitable pour le WAPP.

(4) Prévoir de nouvelles fonctionnalités pour l'interface Windows du modèle WAPP pour les utilisateurs :

a) Les restitutions de résultats doivent inclure des classifications par Zones A et B en plus de ce qui se fait actuellement pour l'ensemble de la région et pour chaque pays.

b) Prévoir un système d'impression des écrans de résultats plus évolué et plus facile d'utilisation.

c) Permettre le changement du nombre de nœuds à partir de l'interface.

d) Permettre le changement de certaines valeurs dans les coûts totaux du WAPP (Fonction Objectif) et constantes (durée des saisons, types et nombre de jours intervenant dans la fonction de demande d'électricité).

e) Prévoir l'aide en ligne pour les utilisateurs.

f) Inclure un manuel d'utilisation interactif pour les utilisateurs.

g) Accroître la vitesse d'exécution de l'interface.

(5) Une fois la série de données ECOWAS Data Set #6 achevée, il est admis que la collecte de données relèvera principalement de la responsabilité du WAPP. Cette activité combinée à l'analyse des données et résultats du modèle WAPP nécessiteront un engagement sur le partage du temps de travail entre les sociétés d'électricité des Etats Membres et le Secrétariat de la CEDEAO. Il est pour cela recommandé que deux ou trois membres du Groupe de Planification (à créer :voir Recommandation 6) consacrent en moyenne un ou deux jours par semaine à ces activités de planification.

(6) Constituer et mettre en place un Groupe de Planification des Expansions des Capacités de Production et de Transport du WAPP (WAPP Capacity Planning Group : WAPP-CDG) qui travaillera en relation avec Purdue University dans les domaines suivants :

a) La préparation des documents de stratégies et de plans d'action du WAPP.

b) La collecte de données.

c) Les besoins de formation au niveau régional.

d) La planification des réunions pour coordination et collaboration entre le WAPP-CDG et le Staff du PPDG de Purdue.

Le groupe de planification devra être composé de MM. Sidy KANE de la Zone A, Alpha SYLLA de la Zone B, Olumuyiwa SHOKUNBI de la CEDEAO auxquels on pourra adjoindre 2 ou 3 autres personnes ressources.

## Références

(1) F.T. Sparrow, Brian H. Bowen, Diakalia Sanogo, Tari Aouam, "Data Analysis for ECOWAS Electricity Long-Term Capacity Expansion Planning", Technical Training Course for ECOWAS, Purdue University, August 12 to August 23, 2002.

(2) "The Study on the Interconnection of Electricity Grids in West Africa", Workshop sponsored by the United Nations Economic Commission for Africa, Lomé, Togo, 8-10 July 1998.

(3) F.T. Sparrow, Brian H. Bowen, "User Manual for the Long-Term, Model" 7th Edition, Purdue University, November 2000.

(4) F.T. Sparrow, Brian H. Bowen, Sidy Kane, Alpha Sylla, Daniel Plunkett, "Electricity Trade & Capacity Expansion Options in West Africa", WAPP Utility Executives Meeting, Purdue University, West Lafayette, IN, USA, August 21, 2002.